ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

TRANSCRIÇÃO DA VIDEOCONFERÊNCIA
RESULTADO DO PRIMEIRO TRIMESTRE DO ANO DE 2025
8 DE MAIO DE 2025 – 11H00 (HORÁRIO DE BRASÍLIA)

SRA. ADRIANA WAGNER: Olá, bom dia. Estamos iniciando agora a videoconferência de resultados do primeiro trimestre de 2025 da ENGIE Brasil Energia. Sou Adriana Wagner, Gerente interina de Relações com Investidores da Companhia, e gostaria de fazer alguns avisos antes de iniciarmos a videoconferência.

Neste momento, as pessoas conectadas estão no modo ouvinte. Mais tarde, quando abrirmos a sessão de perguntas e respostas, os participantes poderão enviar seus questionamentos pela ferramenta de Q&A do Zoom. Cabe lembrar que esta videoconferência está sendo gravada.

Disponibilizamos em nosso *website* www.engie.com.br/investidores os arquivos da Apresentação e do *Release* de Resultados, além da ITR e demais documentos arquivados ontem na CVM, onde são divulgadas em detalhes as análises das demonstrações financeiras e dos resultados operacionais, indicadores ESG e avanços na implantação de novos projetos, entre outros fatos relevantes do período.

Antes de prosseguir, esclarecemos que eventuais declarações que possam ser feitas durante esta videoconferência relativas às perspectivas dos negócios da Companhia devem ser tratadas como previsões, dependentes da conjuntura econômica do país, do desempenho e da regulamentação do setor elétrico, além de outras variáveis e, portanto, estão sujeitas a mudanças.

Lembramos que os jornalistas que desejarem fazer perguntas podem fazê-lo por e-mail, enviando-as à Assessoria de Imprensa da Companhia.

Para apresentar o desempenho da ENGIE no primeiro trimestre de 2025, está conosco hoje o senhor Eduardo Takamori, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores.

Agora, eu passo a palavra ao Takamori, para iniciar a apresentação. Pode prosseguir.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Bom dia a todos. É sempre um prazer estar com vocês para apresentar os resultados trimestrais da ENGIE Brasil Energia. No nosso slide aqui — o inicial —, fazemos os destaques do trimestre; e vale notar que, nesse trimestre, a gente conseguiu, quando comparado com o primeiro trimestre do ano passado, adicionar mais de 900 MW de capacidade instalada ao portfólio — isso é um marco muito importante. Praticamente atingimos 10 GW de capacidade instalada agora no final do primeiro trimestre. Se incluirmos mais os aerogeradores e painéis solares que foram implementados depois do final do primeiro trimestre, agora a gente já está muito perto de 10 GW. Isso faz com que a gente opere hoje um parque gerador de aproximadamente 11,6 GW. É, de fato, uma capacidade muito impressionante e um portfólio bastante interessante também, muito equilibrado.

Isso sem contar que a gente assinou, no final do primeiro trimestre, um contrato de aquisição de usinas hidrelétricas — Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão —, como a gente já divulgou oportunamente em um fato relevante, e que, após o *closing*, vão agregar mais 612 MW ao nosso portfólio — como comentei, após a conclusão.

Do ponto de vista de Ebitda ajustado e lucro líquido ajustado — agora passando para os pequenos gráficos de barra —, a gente teve, descontando o efeito da venda parcial da TAG no primeiro trimestre do ano passado… a gente teve um aumento de Ebitda de R$ 1,8 bilhão para R$ 2 bilhões, em comparativo entre trimestres, o que representa um ajuste de 12,4%; e um aumento de lucro líquido ajustado de 13,8%. E, naturalmente, a gente vai entrar em bem mais detalhes na seção da parte financeira, mais para a frente.

Por fim, a gente destaca aqui que foi aprovada na nossa última AGO a distribuição de dividendos complementares ao exercício de 2024 no valor de R$ 715 milhões, o que equivale a R$ 0,87/ação. Vão ser negociadas ex-dividendos a partir de 7/5 — ou seja, ontem —, e o pagamento vai ser em 23 de dezembro.

O total de proventos do exercício de 2024 atingiu praticamente R$ 1,9 bilhão, equivalente a 55% do lucro líquido distribuível em 2024. A gente vai comentar um pouquinho mais em detalhe também nos últimos slides da apresentação.

Sobre indicadores ESG, tivemos mais uma melhoria de performance do ponto de vista de taxa de frequência, que inclui, vale lembrar, tanto colaboradores próprios quanto prestadores de serviço. Esse marco é particularmente importante — nessa redução de 0,48 para 0,45 — considerando que nós temos muitas frentes de implantação em paralelo. Como vocês sabem, a gente está finalizando as obras de Assú Sol e Assuruá, e também estamos em estágio já iniciando com mais intensidade Asa Branca agora.

Do ponto de vista de percentual de mulheres na força de trabalho e em posições de

liderança, a gente teve um aumento muito expressivo também, em 12 meses, saindo da casa de 30% para 32% quando a gente enxerga o percentual total de mulheres dentro da Companhia e saindo de 28% para 34% quando a gente faz o recorte específico de percentual de mulheres em posições de liderança — um grande avanço rumo à equidade.

E, nos gráficos da parte inferior do slide, do ponto de vista de investimentos em responsabilidade social, mantivemos o mesmo nível, mesmo com um menor nível de recursos incentivados no período; e mantivemos um bom nível de pessoas engajadas, que a gente monitora pelo programa de relacionamento com a comunidade que chama "Conexão" — 13 mil pessoas identificadas aqui.

E, por fim, nesse slide de indicadores de ESG, a gente comemora o vigésimo ano consecutivo de participação da ENGIE Brasil Energia no ISE (Índice de Sustentabilidade Empresarial), e numa posição de destaque: a gente atingiu o 4º lugar geral entre as 82 empresas selecionadas aqui, um grande orgulho — e parabéns para todo o time — e mostra que a gente está no caminho certo, sempre avançando em nossas práticas.

Pros destaques operacionais, aqui tem um efeito muito interessante. Começo pelo gráfico da esquerda, que mostra o nosso portfólio total — Produção Bruta de Energia. A gente saiu… a gente aqui mede em MWmed, saindo de 6,4 GWmed para 5,4 GWmed. É uma redução significativa, mas isso se deu principalmente pela redução da contribuição das hidrelétricas. Como vocês devem se lembrar, o começo do ano passado aqui no Sul do Brasil foi traumático: teve uma chuva muito expressiva, várias regiões alagadas, e isso fez com que, de fato, a normalização dessas afluências e da geração aqui no Sul do país tenha justificado uma parte expressiva dessa redução de geração hidrelétrica.

Quando a gente faz um recorte especificamente de fontes complementares — ou seja, eólicas, PCHs, biomassa e solares —, que é o gráfico da direita, a gente já consegue mostrar um avanço muito expressivo: dobramos a geração de fontes complementares nesse primeiro trimestre. E, se a gente observar mais em detalhe, tivemos tanto melhoria das performances das usinas operacionais, que são as usinas que não têm a bordinha preta na barra da direita. Então, a eólica saiu de 421 MWmed para 516 MWmed; as solares também saíram de 50 MWmed para 53 MWmed. E, na barrinha da direita, você mostra o efeito da inclusão de novos empreendimentos tanto do ponto de vista de M&A quanto do ponto de vista de crescimento orgânico também que ingressaram ao longo do primeiro trimestre do ano passado.

Notem que, no primeiro trimestre, essa contribuição adicional foi basicamente da contribuição de Assú Sol — crescimento orgânico. Lembrando que o *closing* de Atlas foi só no final do mês — foi só em meados de março do ano passado —, então nem considera a contribuição total aqui no trimestre dos ativos da Atlas.

Então, um crescimento muito expressivo. Mostra que finalmente a gente está encerrando… começando a dar frutos nos empreendimentos em que a gente tem investido nos últimos anos. Já estão entrando em operação comercial e dando frutos.

No próximo slide, a gente entra num dos temas mais importantes do setor no momento: *curtailment*. Também, todos sabemos que esse primeiro trimestre do ano foi emblemático; ele resultou em níveis de *curtailment* muito expressivos.

Ali na tabela da direita inferior do slide, mostramos o *curtailment* total sofrido pela ENGIE, que representou 19%. Isso é muitas vezes acima do que aconteceu no mesmo período do ano passado, mas naturalmente temos dois fatores principais que levaram a esse aumento de *curtailment*: o primeiro deles foi a indisponibilidade prolongada — 22 dias de indisponibilidade de uma linha de transmissão crítica na Região Norte do país - boa parte dela, ou integralmente, vai ser passível de ressarcimento, então isso deve acontecer ainda esse ano, do ponto de vista de registro para o nosso resultado.

E o segundo fator foram ventos muito acima do esperado nesse trimestre, que fizeram com que praticamente todo esse vento acima do esperado tenha sido vertido. Infelizmente, o sistema não teve capacidade de escoar esse vento adicional, convertê-lo em energia para escoar para o centro de carga, predominantemente no Sul e Sudeste do país. Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

Então, apesar de ter tido esse *curtailment* muito elevado que mancha, de fato, esse percentual, o valor numérico de *curtailment* aqui, ele de certa forma foi absorvido em boa parte tanto do ponto de vista de ressarcimento quanto de uma geração que a gente não esperava, sequer esperava; então, administrável.

E, além disso, para a ENGIE Brasil Energia, a geração eólica e solar, que poderia ter gerado 1.191 MWmed — já é o gráfico de cima aqui — e em que geramos apenas 965 MWmed, quando você coloca isso do ponto de vista da geração total, esse percentual que dá 19% de *curtailment* da geração eólica e solar representa 4% de corte na nossa geração esperada total, quando você inclui hidrelétricas. Então você vê que o benefício de ter um portfólio diversificado, heterogêneo, é que tem muitas fontes diferentes e que permite esse reequilíbrio físico entre fontes e regiões também.

Na próxima seção, apresentamos a estratégia de comercialização de energia. Aqui, eu destacaria três elementos nesse slide. Os números maiores na parte inferior do slide mostram uma evolução muito expressiva no número de clientes livres e Unidades Consumidoras: passamos do patamar de 1.800 clientes livres aqui, com muita alegria — então mostra que a nossa estratégia comercial tem sido muito profícua — e

também atingimos 3.790 Unidades Consumidoras atendidas, um aumento de mais de 13% em relação ao mesmo período de 2024.

Do ponto de vista de energia descontratada, que são as barras…, eu destacaria as barras cinzas do gráfico da direita superior; mostram que a gente teve uma redução de mais ou menos 1% do nosso portfólio total para os anos de 2025, 2026, 2027 e 2028 e uma venda um pouco mais acelerada no ano de 2029.

Isso aqui está bastante compatível com a nossa expectativa para o primeiro trimestre. Vocês devem lembrar que no ano passado, em alguns trimestres, a gente voluntariamente acelerou o processo de venda de energia em função das oportunidades com que a gente se deparou, e nesse trimestre, em função de diversos elementos aqui, a gente imaginava que a gente estaria nesse nível de venda aqui mesmo, tá?

E notem que a gente teve também um crescimento muito expressivo de preço, tivemos descolamento de preço entre submercado, então isso tudo também contribuiu para que a gente tivesse esse nível de vendas aqui do trimestre.

Adri, a parte de expansão, passo para você.

SRA. ADRIANA WAGNER: Olá. Obrigada, Taka; bom dia a todos. Seguindo agora então aqui na seção de expansão, no slide 13, que traz um *update* dos projetos que temos em implantação no momento.

O primeiro projeto de que a gente atualiza o status aqui é o Conjunto Eólico Serra do Assuruá. Nós atingimos aqui um avanço físico global de 99% nas obras ao final do primeiro trimestre de 2025, e recentemente — agora no final do mês de abril — a montagem eletromecânica de todos os 188 aerogeradores foi concluída. E, considerando a posição mais recente ali no gráfico — até ontem —, a gente já atingiu 155 aerogeradores em operação comercial e o restante — 33 — em testes, estando aí com o parque já todo operacional, seja ele em operação comercial ou em teste.

Passando para o próximo slide, que é o Conjunto Fotovoltaico Assú Sol, que é um projeto igualmente bastante grande — com quase 900 MWp de capacidade instalada — e que tem avançado também conforme o cronograma e com as atividades de implantação atingindo 93% no primeiro trimestre de 2025.

A gente tem, até o momento, 4 das 16 usinas em operação comercial, e outras 6 que estão em testes. E aqui a previsão continua de operação integral até o final desse ano,

e a gente vai seguir acompanhando e atualizando o status, o progresso, desse projeto ao longo dos próximos trimestres.

Saindo um pouquinho agora dos dois projetos que a gente tem na área de geração e passando para os projetos na área de transmissão, o primeiro deles — que está num estágio mais avançado —, que é o Asa Branca Transmissora de Energia, esse foi um projeto de que nós tivemos sucesso no leilão de transmissão lá em 2023.

A implantação aqui prossegue, como a gente já havia informado no trimestre anterior, com as atividades voltadas para a parte de obras civis e montagem das estruturas metálicas dos primeiros trechos da obra. Então, da mesma forma aqui, a gente vai seguir atualizando vocês nos próximos trimestres com relação ao avanço de Asa Branca.

O próximo projeto de transmissão, que é Graúna, esse foi arrematado no leilão em setembro do ano passado. Ele está num estágio, portanto, mais inicial de implantação, e o destaque aqui no primeiro trimestre de 2025 foi a assinatura dos principais contratos de fornecimento e execução. Então, em relação a Asa Branca, está num estágio mais avançado; ele é mais recente, e, da mesma forma, a gente vai seguir atualizando o status da implantação dele nos próximos trimestres.

Acabando essa parte que são os projetos que estão em construção — os dois de geração e os dois de transmissão —, a gente inseriu aqui um slide sobre a assinatura do contrato de aquisição de duas usinas hidrelétricas que estão localizadas no Amapá que ocorreu recentemente, agora no finalzinho de março — dia 21 de março —, que são as usinas Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão. Ambas são ativos que estão 100% operacionais com contratos de longo prazo no ACR e que irão adicionar aí 612 MW de capacidade instalada ao nosso portfólio assim que tiver o *closing* da operação, que é esperado para os próximos meses.

Um ponto importante a destacar é que também essa aquisição alonga o prazo médio das nossas concessões e que a gente vai atualizar aí nos próximos meses com relação à expectativa de *closing*. Então lembrando que essas estão em processo de aquisição e então por isso que a gente inseriu esse slide aqui para atualizar vocês com relação a essa adição de capacidade que vai acontecer após o fechamento da operação.

Indo para o próximo slide, que já é o nosso slide tradicional sobre a usina hidrelétrica Jirau — e, só relembrando, para quem não acompanha mais de perto —, que é uma usina em que o nosso controlador, a ENGIE Brasil Participações, detém uma participação de 40%.

Aqui, não temos grandes novidades, apenas reforçando que operacionalmente a usina tem performado muito bem, mantendo 100% de fator de disponibilidade também agora no primeiro trimestre, como a gente viu aí em períodos anteriores.

E, chegando agora no último slide dessa seção de expansão, aqui a gente faz um resumo dos projetos que estão em construção — que são esses que estão do lado esquerdo do gráfico —, como a gente passou agora há pouco: os dois de geração, os dois de transmissão. E, no lado direito, a gente tem os projetos que estão em desenvolvimento; ou seja, eles estão em carteira aguardando ainda condições comerciais para que possa ser eventualmente viabilizada a sua implantação. Então aqui a gente faz um fechamento dessa seção com os dois lados do slide para deixar bem claro o que está em construção no momento e os que estão em desenvolvimento.

E, com isso, eu encerro essa seção de expansão e devolvo a palavra agora para o Takamori, para o desempenho financeiro.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Obrigado, Adri. Com relação à performance financeira, ainda demonstramos tanto no *Return on Equity* quanto no ROIC em níveis muito bons, apesar do declínio natural entre trimestres e anos aqui em função do maior capital investido e do maior patrimônio líquido alocado para a operação da Companhia. É esperado, mas, ainda assim, são valores bastante expressivos.

E, da parte azul aqui no lado direito do slide, eu destaco aqui — naqueles gráficos de pizza na parte inferior — que desde 2024 nós temos ali um nível de aproximadamente 25% de contribuição de ativos de transmissão e da TAG. Lembrando também que a gente começou a fazer esses investimentos por volta de 2016 e 2017 — foi o nosso primeiro sucesso em leilão de transmissão; depois, adquirimos uma participação em TAG; e hoje isso representa uma contribuição de cerca de 25% do nosso Ebitda ajustado, mesmo após a venda parcial da nossa participação na TAG.

No slide seguinte, damos um pouco mais de cor aqui para a receita operacional líquida. Nossa ROL aumentou de R$ 2,6 bilhões para R$ 3 bilhões, um aumento de 15,5%. Naturalmente, a contribuição da geração, ela é a mais expressiva — a gente tem o DNA de geração aqui na ENGIE Brasil Energia — e ficou aproximadamente no mesmo nível: saiu de R$ 2,25 bi para R$ 2,27 bi e manteve-se praticamente no mesmo patamar.

E a contribuição da transmissão, sim, essa aumentou expressivamente: aumentou de R$ 300 milhões para aproximadamente R$ 700 milhões, essa variação de R$ 390 milhões — que é aquele *build-up* verde —, principalmente em função do aumento da receita de construção. Lembrando que isso é um efeito da prática contábil aqui que

a gente realiza.

E, como maiores elementos de variação da parte de geração, temos os R$ 129 milhões basicamente em função do aumento da receita de vendas, do volume de vendas e o preço médio também em linha com o do ano passado; apesar de uma pequena redução do preço médio, ele ainda é um preço médio bastante elevado.

E, praticamente, esses R$ 129 milhões praticamente foram neutralizados pela menor contribuição das hidros, como a gente tinha mencionado no começo: a menor geração hidro, principalmente no Sul do país, fez com que a gente tivesse menos liquidação de energia na CCEE e fizesse essa certa normalização de nível de operação na CCEE. E os outros itens são menos materiais aqui.

No slide de participação societária, a gente introduz aqui uma espécie de *bridge* da TAG, porque TAG, como a gente tem uma participação, ela entra como MEP (Método de Equivalência Patrimonial); então a contribuição para o nosso Ebitda é a nossa participação em cima do lucro líquido da TAG no primeiro trimestre de 2025.

Quando você vê a abertura aqui, a ROL dela foi de R$ 2,34 bilhões. Após o ajuste de todos os custos, despesas, impactos de resultado financeiro e imposto aqui, ela gerou aproximadamente R$ 950 milhões de lucro líquido no primeiro trimestre. Considerando a nossa participação de 17,5%, gera uma contribuição para o nosso Ebitda de R$ 167 milhões. Isso aqui basicamente é aquela pequena barra, um filetinho azul-claro de R$ 5 milhões; ou seja, R$ 167 milhões praticamente foi o mesmo nível observado no primeiro trimestre do ano passado.

Aqui — agora voltando para o macro desse slide —, como a gente sempre faz, a gente parte do Ebitda absoluto, sem ajuste nenhum entre períodos. Vale fazer os primeiros ajustes de elementos não recorrentes; a gente teve um elemento não recorrente muito importante no começo do ano passado, que foi a conclusão da alienação parcial da TAG. Quando fazemos esse ajuste de R$ 1,35 bilhões, começamos a observar um ponto de partida mais recorrente operacional: a gente, então, sai de R$ 1,8 bilhões, e chegamos a R$ 2 bilhões no ano.

Mas, naturalmente, isso tem um efeito muito expressivo dos efeitos de IFRS basicamente em função do aumento das concessões de Jaguara e Miranda e também do processo de construção de Asa Branca. Então, quando a gente tira esses efeitos também — não caixa — provocados pelo IFRS, entramos nas barras centrais, que mostram uma evolução do nosso Ebitda de R$ 1,68 bilhões para R$ 1,8 bilhões.

Basicamente, a gente teve uma performance operacional que contribuiu com R$ 308 milhões, comparativamente com o primeiro trimestre do ano passado. Esses R$ 308 milhões são basicamente uma combinação de preço e volume e também dos ativos existentes e uma menor quantidade de compra de energia; uma vez que a gente coloca novos empreendimentos em operação comercial, naturalmente a gente precisa comprar menos energia. Então, o efeito combinado disso tudo é uma melhoria de R$ 308 milhões no Ebitda da parte de geração.

Na segunda barra, que subtrai um pouco desse benefício, é mecânico também. A gente acabou de falar que teve uma redução de operações de curto prazo na CCEE — em função da menor chuva desse ano comparado com o primeiro trimestre do ano passado; e também uma maior estrutura de custos e despesas operacionais aqui, em R$ 45 milhões, basicamente em função da entrada em operação de novos ativos aqui — Assuruá e Santo Agostinho —, assim como já há alguns custos de aquisição de conjuntos fotovoltaicos, que a gente já mencionou anteriormente.

Saindo do Ebitda e indo para o lucro líquido, também é necessário fazer esse expurgo do efeito não recorrente do efeito líquido… do lucro líquido da venda parcial da TAG, no começo do ano passado; e, quando a gente tira esses R$ 891 milhões de lucro líquido da venda, saímos de um ponto de partida de R$ 793 milhões e atingimos R$ 823 milhões.

Vejam que, apesar de termos um Ebitda ajustado R$ 225 milhões superior ao do primeiro trimestre do ano passado, nós tivemos dois elementos que, de certa forma, reverteram esse resultado mais operacional interessante.

Tivemos um resultado financeiro líquido R$ 98 milhões acima do ano passado; ou seja, mais caro. Isso basicamente porque tivemos uma menor receita financeira observada no primeiro trimestre desse ano.

Apesar de a nossa posição de caixa ser bastante parecida ao final do trimestre, isso aí basicamente foi porque a gente colocou para dentro do caixa uma emissão de debêntures que foi só no final do trimestre, então a gente não conseguiu perceber a remuneração do caixa durante todo o período — não é só multiplicar a nossa posição de caixa no final do trimestre, o imposto e a Selic, né?

Então, basicamente, esses R$ 98 milhões são justificados principalmente por essa menor receita financeira e também, adicionalmente, pelo maior custo de concessões a pagar — a variação monetária de concessões a pagar. Isso quer dizer concessões da UBP, variação monetária do Uso de Bem Público.

E o segundo elemento de destaque aqui que reverteu parte do ganho do Ebitda: a depreciação e amortização. Como vocês sabem, a gente colocou em operação comercial muitos ativos, uma base de ativos não depreciada muito importante, que a partir de agora mudam o nosso nível de depreciação; e a gente já começa a perceber aqui um aumento de R$ 77 milhões em depreciação e amortização quando comparado com o primeiro trimestre do ano passado. E, mecanicamente, como a gente teve um melhor resultado, pagamos mais impostos. Não há nota específica sobre isso.

Com relação a endividamento, agora mostramos tanto uma evolução aqui da dívida bruta — saltamos de R$ 24,4 bilhões no final do ano passado para R$ 26,6 bilhões — e, então, tivemos uma maior alavancagem do ponto de dívida total, saindo de 3,3x para 3,5x *total debt-to-Ebitda*, dívida total/Ebitda ajustado.

Mas, quando a gente considera… exclui caixa e equivalentes e depósitos vinculados, chegamos a um nível de R$ 20,67 bilhões de dívida líquida e, quando a gente compara com o nosso Ebitda, gera uma relação dívida líquida/Ebitda de 2,7x; ou seja, exatamente o mesmo nível que observamos no final do último trimestre do ano passado — aqui, a gente compara com o último, e não com o começo do ano passado, né?

Quanto a perfil e composição de dívida, temos um perfil bastante adequado à nossa capacidade de pagamento e de geração de caixa da Companhia. O que vale destacar aqui é, naturalmente, que nas nossas últimas emissões, a gente fez voluntariamente uma indexação mais voltada a CDI, em função do custo da dívida atrelada só a IPCA e também para ficar um pouco mais compatível com a nossa posição de caixa, que a gente carrega tipicamente em momentos de expansão e implantação de novos projetos.

A nossa composição de endividamento, que é predominantemente IPCA — vocês devem lembrar que isso chegou a 80%, talvez até um pouco mais que isso, agora está em dois terços da dívida, 66% —; e CDI agora com uma participação um pouco mais expressiva, de 30%. E o pedaço remanescente, de 4%, é de TJLP. O custo nominal da dívida agora, observado no primeiro trimestre, ele está em 11,6%, o que equivale a IPCA + 5,8%, ainda bastante abaixo do custo da NTN-B.

Aqui — só voltando no último slide aqui —, eu só queria destacar aqui na parte da dívida que a gente fez uma coisa bastante inovadora. A gente sempre tenta otimizar o portfólio, criar valor para os acionistas, tomando a dívida com as estruturas mais inteligentes, de forma mais inteligente possível; e, dessa vez, a gente fez uma negociação com um dos nossos bancos parceiros onde parte da comissão de estruturação dessa debênture, ela foi paga com crédito de carbono.

Isso, até o nosso conhecimento, foi a primeira operação desse tipo no Brasil e nos dá muito orgulho, porque, de fato, a gente cria valor tanto para os nossos parceiros quanto para os nossos acionistas aqui. Parabéns ao time que liderou a operação!

Quanto ao plano de investimentos, aqui a gente, no último trimestre, mostrou um nível de cerca de R$ 4 bilhões esperado comprometido em 2025. Naturalmente, agora, com a assinatura do contrato de compra e venda, já indicamos qual que será o valor adicional a ser investido nesses empreendimentos, nesses ativos, nessas hidrelétricas de que a gente está em processo de aquisição, o que vai elevar, após *closing*, o investimento para R$ 7,1 bilhões; e os níveis de 2026 e 2027 permanecem nos mesmos níveis, de R$ 2,1 bilhões e R$ 2,3 bilhões .

Quando você dá um pouco mais de cor, um pouco mais de informação aqui sobre esses valores, basicamente 2025 — a parte azul ali, um pouco azul-esverdeado —, ele é basicamente metade para finalizar os investimentos em Assú Sol e Assuruá; e a outra metade, cerca de R$ 2 bilhões, é para fazer já o investimento em Asa Branca, porque Asa Branca agora já começa a entrar numa fase de investimentos mais expressivos.

E, daí, para os anos seguintes — de 2026 e 2027 —, basicamente todo o investimento já comprometido é para finalizar os projetos de Asa Branca e Graúna. Também, então, a gente tem um plano de investimentos bastante importante ainda para esse ano e para os próximos anos.

Quanto à política de dividendos, aqui mostramos já o efeito dos dividendos por ação de R$ 2,3 bilhões aqui e que resulta naturalmente num *payout* de 55% para o ano passado, resultando em um *dividend yield* de 5,6% para o ano.

Naturalmente, a gente tem interesse sempre em maximizar esse *payout*, mas em função do nosso momento de crescimento e de expansão tanto de forma orgânica quanto inorgânica, a administração tomou a decisão de reduzir isso para o nosso compromisso de *payout* mínimo de 55%, o que também é bastante acima do mínimo estatutário e legal, do lucro líquido distribuível.

Com isso, encerramos a parte mais formal e abrimos para sessão de Q&A. Certo, Adri?

SRA. ADRIANA WAGNER: Isso mesmo. Obrigada, Taka. A gente inicia agora a sessão de perguntas e respostas. Só lembrando: Para fazer uma pergunta, basta utilizar a ferramenta de Q&A ali do Zoom.

A nossa primeira pergunta vem do Victor Cunha, analista *sell side* do Itaú BBA, e ele pergunta: “Poderiam dar mais detalhes em relação à estratégia de alocação da garantia física para o ano? Além disso, a Companhia foi afetada negativamente pela diferença de preços nos submercados Nordeste e Sudeste? Qual é a exposição da Companhia a esse risco de submercado, se há alguma?”.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Victor, obrigado pela pergunta. Infelizmente, a gente não pode dar mais detalhe em relação à estratégia de alocação de garantia física, porque é considerada uma informação sensível e que, de fato afeta a nossa capacidade de atuação comercial.

Mas o que a gente pode falar é que, no primeiro trimestre do ano, onde foram observadas as maiores diferenças de preço entre submercados, a ENGIE tinha uma exposição entre os submercados bastante limitada. Isso faz com que a gente tenha uma exposição mais importante no segundo semestre, naturalmente, pela sazonalização e pelo recurso efetivamente disponível em cada submercado — a posição líquida em cada submercado — para a gente. Mas, nesse primeiro trimestre, o impacto foi bastante limitado para a gente, tá? Mas, naturalmente, temos essa exposição.

O que vale a pena destacar também é que esse descolamento de preços, ele foi provocado por alguns elementos diferentes. Naturalmente, a gente tem sistematicamente no segundo semestre uma enxurrada de geração de eólica, que se superpõe com a solar, já que já está na base, e faz com que haja esses movimentos de descolamento naturalmente.

O que aconteceu no primeiro trimestre foi, de fato, tanto uma geração potencial — um vento — muito expressiva, aliada com uma geração muito expressiva também de Belo Monte e com a conjuntura toda da rede de transmissão… fez com que a gente tivesse esse nível de *curtailment* muito grande. E teve um outro elemento também importante que vale destacar, que foi a nova configuração de aversão a risco dos modelos que formam preço.

Então, a combinação disso tudo fez com que tivéssemos um descolamento de preço mais expressivo no primeiro trimestre. Hoje, com a conjuntura que a gente enxerga, não vemos um descolamento tão expressivo; vai acontecer, mas ele já é bem menos intenso do que foi no primeiro trimestre, tá?

Então, a gente entende que o impacto do descolamento de preços seja talvez menor do que o impacto de *curtailment*, por exemplo, então ele é bastante administrável aqui pela Companhia.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigada, Taka. Seguindo aqui com as perguntas, a gente tem duas perguntas de investidores pessoa física — do Felipe e do Mateus — referentes a dividendos. Eu vou juntar as duas na mesma pergunta porque elas são correlatas, tá? Eles perguntam qual o motivo de a Empresa divulgar os dividendos e não realizar o pagamento após o anúncio e se eles serão reajustados por inflação.

E a segunda pergunta: a questão do espaçamento entre a "data com" e a data de pagamento dos dividendos.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Ok, pergunta justa. Não vão ser reajustados pela inflação, naturalmente, mas aqui a gente tem passado por um período de investimento muito expressivo. Vocês devem lembrar que, no passado, fizemos um investimento da ordem de R$ 10 bilhões, o que é muito acima do nosso Ebitda, da nossa capacidade de geração de caixa. Isso fez com que a gente tivesse que tomar uma série de medidas tanto para proteger a capacidade de pagamento e não ter um problema de caixa na Companhia, quanto fazer decisões de certa forma conservadoras e, infelizmente, a gente não conseguiu pagar e fazer esse encurtamento dos prazos. Mas isso não vai ser recorrente, tá? A gente acredita que irá conseguir reduzir essa distância ao longo do tempo.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigada, Taka.

SRA. ADRIANA WAGNER: Tá ok. A próxima pergunta também vem do Felipe, nosso investidor pessoa física, e ele pergunta se a Empresa enxerga que a alavancagem está chegando próxima ao seu pico ou tende a crescer, dadas as últimas aquisições.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Não, ela vai continuar aumentando. O que a gente sempre observa é a nossa capacidade de geração de caixa, o nosso perfil de pagamento da dívida e o nosso *rating*. Então, a gente tem hoje um *rating* reafirmado pela Fitch que é de AAA para dívidas de longo prazo. Naturalmente, a gente monitora isso com bastante atenção, e a gente pretende permanecer com esse *rating* de AAA, o que faz com que a gente consiga captar recursos de uma forma bastante competitiva, muito eficiente comparada com outros *ratings*, né? **—** *ratings* inferiores.

Esse nível de *rating*, para vocês terem uma referência, é da ordem de 3,5x. Então, até 3,5x *net debt-to-Ebitda* é um nível aceitável de dívida. Eu não posso te precisar para qual nível que a gente vai nos próximos trimestres, porque isso seria uma espécie de *guidance* e a gente não dá esse tipo de referência; mas, sim, ela tem uma tendência de crescer, em função — como você mesmo mencionou — dos novos investimentos que a gente tem feito.

SRA. ADRIANA WAGNER: Ok. Obrigada, Taka. A próxima pergunta vem do Daniel Travitzky, analista *sell side* do Safra, e ele pergunta se poderíamos dar um pouco mais de cor sobre a expectativa da Companhia sobre a resolução do tema de *curtailment*: "Quando esperam que os níveis de *curtailment* sejam reduzidos? E qual seria o nível de *curtailment* recorrente razoável para a frente?".

E, sobre ressarcimentos, "quando esperam que recebam efetivamente os ressarcimentos e qual é o processo para isso?".

SR. EDUARDO TAKAMORI: Puxa… A gente precisaria ter uma espécie de bola de cristal aqui! A gente não conseguiu desenvolver; a gente está trabalhando para isso, Daniel, mas a gente não conseguiu ainda. E a parte de que a gente tem uma boa visibilidade muitas vezes é um pouco sensível para a gente compartilhar. O que eu posso falar sobre isso? *Curtailment* é um tema que veio para ficar, ele acontece em todos os países que tenham uma penetração significativa de fontes intermitentes, e no Brasil, a gente sabe que tomou uma série de decisões aqui que geraram essa sobreoferta, e era uma certa tragédia anunciada.

O que acontece é que a transmissão, ela não acompanha a mesma velocidade de expansão dessas fontes, o que faz com que, de fato, esse nível de *curtailment* só seja significativamente reduzido… o *curtailment* provocado pela ausência de linhas, restrição de linhas de transmissão, só seja reduzido significativamente quando entrar o Linhão Graça Aranha, e isso a gente imagina que vá acontecer entre 2029 e 2030, então é esperado que a gente tenha níveis de *curtailment* elevados por mais três, quatro anos. Então seria irresponsável da nossa parte achar que a coisa vai se resolver sem tê-lo fisicamente em condições de isso acontecer — isso do ponto de vista físico.

Um outro elemento físico que tem acontecido é que, naturalmente, o nível de *curtailment* depende tanto da penetração de fontes renováveis — eólica e solar — na região, combinação de água que vem dos projetos estruturantes, mas também da forma de aversão a risco com que se opera a rede de transmissão.

Então, a gente sabe que tem determinados critérios de "n-1, "n-2" para os troncos, e, aparentemente, há um esforço bastante grande do operador, do governo e de todos os agentes para encontrar formas de aumentar a capacidade de transporte de energia pelas linhas de transmissão. E dependendo da solução, isso pode gerar uma redução significativa do *curtailment* — pode reduzir *curtailment* entre 1.000 MW e 1.500 MW, até 2000 MW, dependendo da solução que for adotada, mesmo sem ter um aumento muito significativo ou expressivo de risco de operação do sistema.

Então, isso, dependendo do *timing* em que isso acontecer e desse novo conjunto de parâmetros e de soluções de curto prazo, pode acontecer num horizonte talvez de poucos meses. Então depende um pouco da conclusão desse grupo de trabalho que está analisando formas de aumentar a capacidade de transporte da transmissão.

Tem uma parte que, mesmo que a gente resolva a parte de transmissão, a gente vai acabar tendo algum nível de *curtailment* provocado pela falta de capacidade de consumo, falta de demanda para toda essa energia. Isso a gente já observa, de certa forma, nos finais de semana, onde, mesmo com capacidade ociosa de transmissão, você ainda tem algum corte ali que pode ser expressivo dependendo do período do ano, em finais de semana. Então a gente não consegue mais imaginar um país sem ter *curtailment* físico.

A última pergunta que você fez foi sobre quando vai ser ressarcido. Então, a gente também tem um pouco de dificuldade de prever isso. Há um regramento já definido para que seja feito esse ressarcimento. A gente espera que a gente consiga efetivamente receber isso até o final do ano. Então, essa é a melhor informação que temos hoje; mas, naturalmente, isso depende um pouco da mecânica da CCEE de validação de algumas regras eventualmente para eólica, então isso depende também de um pouco de esforço e de capacidade de execução, não só da gente aqui.

SRA. ADRIANA WAGNER: Ok. Obrigada, Taka. A próxima pergunta é do Matheus Caetano, analista da Warren. Ele gostaria de saber se a gente pode dar mais detalhes sobre a operação envolvendo pagamento via créditos de carbono — como foi estruturada e como a Companhia vê esse mercado. E se temos espaço para mais iniciativas do tipo, dado o perfil da Companhia e o potencial da mesma em gerar esses créditos de carbono.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Foi só o *pitch*, tá, Matheus. Então, assim, que bom que você se interessou. Vamos falar na sequência, vamos entrar em contato para que você tenha mais detalhes, mas com certeza tem mais espaço para esse tipo de iniciativa, e toda a parte de financiamento verde e operações criativas são bem-vindas, porque é assim que a gente começa a criar mais valor para os acionistas e reafirmar nossas políticas de ESG. Então tem tudo a ver, e tem sim espaço para fazer esse tipo de operação, sim.

E, lembrando, a ENGIE, ela é uma grande geradora de crédito de carbono, tanto dos clássicos CERs quanto também de I-RECs, ENGIE-RECs, então a gente tem um portfólio bem grande de produtos aqui, e a gente consegue atender basicamente qualquer tipo de demanda em qualquer escala que seja necessária para os nossos clientes e parceiros.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigada, Taka. A próxima pergunta vem do Guilherme Lima, analista do Santander, e ele perguntou se a gente poderia comentar em relação à possível proposta de aumento do escoamento de energia entre os subsistemas para aumentar a geração renovável no Nordeste que está em avaliação pelo CMSE e como estão avançando as discussões de *curtailment*.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Eu creio que a gente já comentou essa resposta, Adri. Então, na prática, sim, tem uma série de ações; tem ações do ponto de vista de tentar repassar parte desse custo para os consumidores finais.

O *curtailment*, ele é provocado tanto por uma evolução natural do mercado, então parte disso a gente, como agente de geração, tem que assumir o risco; mas tem uma série de efeitos do *curtailment*, seja por aversão a risco da operação do sistema, seja pelo atraso na entrada de linhas de operação — então tem indisponibilidade de curto prazo de linhas de transmissão —, e isso, de fato, deveria ser passado para o segmento de consumo — não deveria ficar no segmento de geração —, mas apenas parte disso foi regulamentada até o momento ou tem previsão legal para ser repassada, para ser aliviada, desonerada do segmento de geração.

Então tem esse lado que é um pouco mais regulatório, mas também tem um lado de otimização do sistema e das regras de sistemas especiais de proteção, então tem uma série de ações que podem ser tomadas para até mesmo reduzir critério de aversão a risco, operar em N-1, o que seria muito mais extremo, mas que já foi feito no passado.

Então tem uma série de conjuntos também de decisões operativas com que, com esforço coletivo, a gente poderia reduzir, sim o *curtailment* dos agentes.

SRA. ADRIANA WAGNER: Ok. Obrigada, Taka. A nossa próxima pergunta vem da Nayane Mendes, também investidora pessoa física. Ela parabeniza pelos resultados e pergunta se existe alguma atualização sobre hidrogênio verde.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Obrigado pelos parabéns, Naiane! No hidrogênio verde, a gente está num estágio bem menos desenvolvido, bem menos maduro, do que a gente imaginava, então… A gente tinha, inclusive, uma célula de desenvolvimento de projetos de hidrogênio verde aqui dentro da ENGIE Brasil Energia, mas, nesse momento, a gente decidiu dar um passo atrás e esperar tanto a tecnologia quanto a cadeia de valor amadurecerem um pouco mais.

No final das contas, a gente tinha tanto o problema da cadeia de valor quanto do *offtaker* — quem que iria de fato comprar hidrogênio verde, pagar a diferença de preço entre o hidrogênio verde e o convencional —, e a gente estava com dificuldade de fazer o negócio ficar de pé, fazer a viabilidade econômica desse tipo de projeto.

Mas a gente não desistiu. A ENGIE, globalmente ainda faz algum esforço. Se eu não me engano, tem dois projetos em implantação no mundo — em desenvolvimento ou estágio avançado —, mas, aqui no Brasil, a gente decidiu focar um pouco mais na entrega dos nossos projetos eólicos e solares, na expansão de transmissão e na aquisição, na expansão do nosso portfólio também por M&A, para criar mais valor para o acionista. Então, a gente decidiu dar uma pausa aqui.

SRA. ADRIANA WAGNER: Obrigada, Taka. A gente tem mais algumas perguntas que nós vamos endereçar diretamente aos participantes, e eu queria agora devolver a palavra ao Takamori para as considerações finais.

SR. EDUARDO TAKAMORI: Muito obrigado pela participação de todos. Aqui, queria só destacar que, nesse trimestre, a gente conseguiu mostrar que, apesar de todas as adversidades que vêm acontecendo no setor elétrico no Brasil e no mundo, a gente conseguiu manter um excelente nível tanto de Ebitda quanto de lucro e mostra que todo esse investimento que a gente tem feito nos últimos anos já tem começado a dar frutos. A gente ainda vai continuar vendo os efeitos desses novos ativos entrando em operação comercial, seja do ponto de vista de geração, seja do ponto de vista das transmissoras que devem entrar um pouco mais para a frente nos próximos anos.

Obrigado pela participação de todos.

SRA. ADRIANA WAGNER: Pessoal, agradecemos a participação de todos e continuamos à disposição. Tenham todos um bom dia.